
Marktprämienmodell für Windkraft in Österreich

Berechnungsfaktoren für die Ausgestaltung eines
Marktprämienmodells

Wien, 11.04.2019

Marktprämienmodell

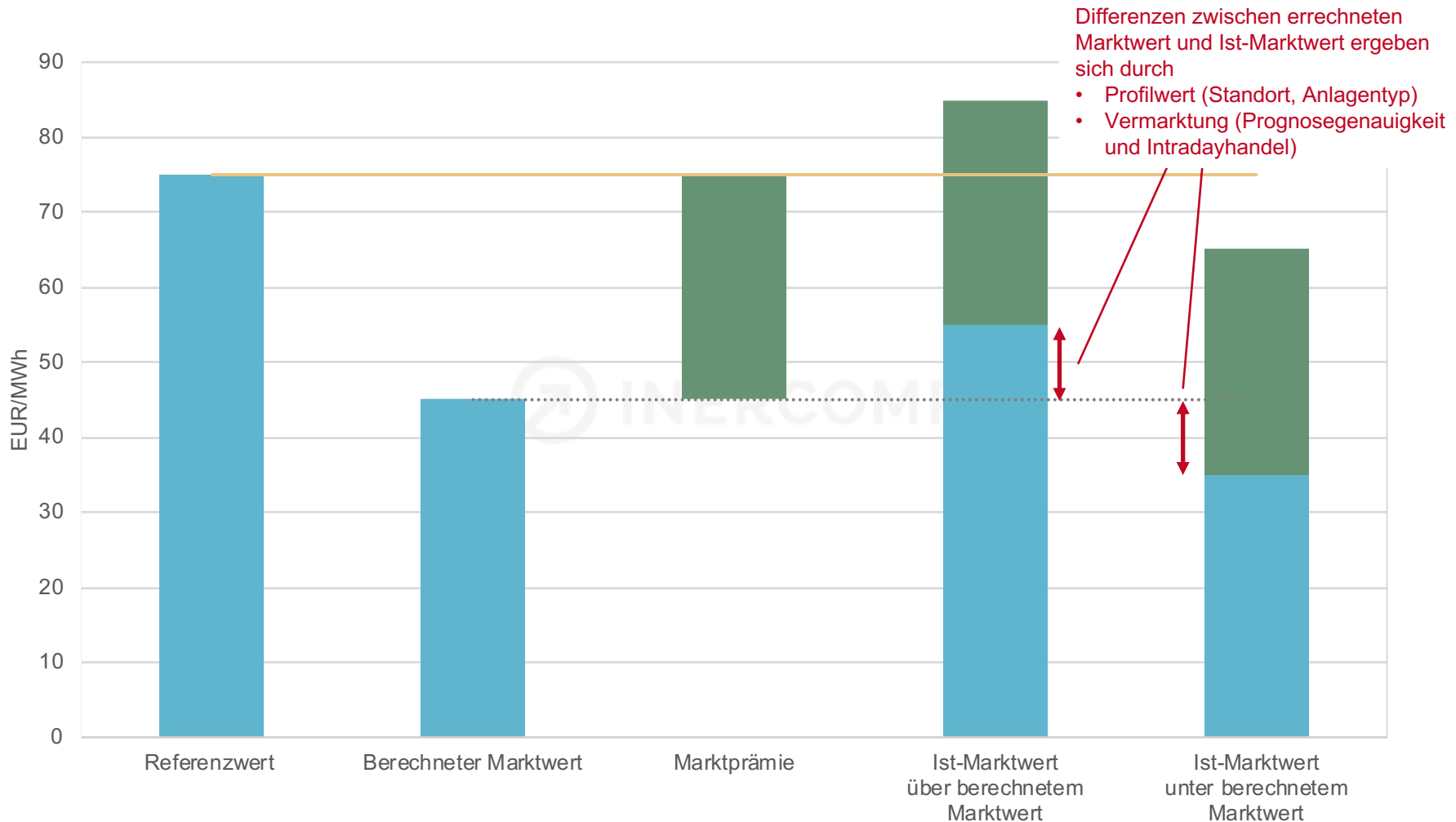
Ziel und Konzept



- Die Kosten erneuerbarer Energien sind stark gefallen. Aktuell spielen **die Finanzierungskosten neuer Anlagen eine immer größere Rolle** für die Gesamtkosten der Energiewende. Dadurch wird das primäre Ziel von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien die Realisierung kostengünstiger Finanzierungsbedingungen für Investitionen.
- Das **Marktprämienmodell** stellt dabei ein **Fördermodell** dar, bei dem die **Deckung der Vollkosten** von erneuerbaren Erzeugungsanlagen garantiert werden und gleichzeitig ein **ökonomischer Anreiz zur Direktvermarktung** gegeben sein soll.
- **Basis bei diesem Modell** ist, dass der Anlagenbetreiber bzw. ein von ihm beauftragter Vermarkter, den erzeugten **Strom direkt an den Markt verkauft** und der Anlagenbetreiber **zusätzlich eine Marktprämie vom staatlichen Fördergeber** erhält.
 - Durch die Direktvermarktung und den damit verbundenen, ökonomischen Anreiz Mehrerlöse zu erzielen, soll erreicht werden, dass sich Windprognosen verbessern, Marktsignale (negative Preise) genutzt werden, Regenergiekosten sinken und das Klumpenrisiko durch Prognosefehler von einem großen Player reduziert wird.
- Von besonderer Bedeutung für eine **effektive Umsetzung dieses Fördermodells** ist die **Berechnungsmethodik der Marktprämie**, da sie darüber entscheidet, ob ein volkswirtschaftlicher Mehrwert geschaffen wird, ohne dass das betriebswirtschaftliche Risiko der Entwickler und Betreiber über die Maßen erhöht wird.
 - Ein Anstieg des betriebswirtschaftlichen Risikos würde insbesondere die Finanzierungskosten erhöhen.
- Diese Präsentation beschäftigt sich in erster Linie mit der Berechnung des Marktwerts von Windstrom, der dann wiederum die Basis für die Berechnung der Höhe der Marktprämie ist.

Marktprämienmodell

Grafische Darstellung des grundsätzlichen Prinzips



Marktprämie und Marktwert

Definition und Erklärung



- Im Sinne eines Fördersystems dient der Marktwert der Berechnung der Höhe einer Marktprämie. Die Marktprämie wird berechnet als Differenz zwischen dem Marktwert innerhalb einer gewissen Periode und dem vertraglich, vereinbarten Referenzwert (im EEG 2017 auch als „anzulegender Wert“ bezeichnet).
- Der vertragliche Referenzwert kann entweder administrativ festgelegt oder wettbewerblich ermittelt werden.
 - Die Erklärung oder Möglichkeiten davon sind nicht Bestandteil dieses Papiers.
- Für die Berechnung des Marktwerts gibt es jedoch unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten, die entscheidend für den Erfolg des Markprämienmodells sind.
 - Der Marktwert sollte grundsätzlich so berechnet werden, dass sich möglichst wenig Unterschiede zwischen der Berechnung und den tatsächlichen Vermarktungsergebnissen ergeben, da dies wieder zu Unsicherheit bezüglich der spezifischen Erlöse führt.
- Fragen zur Berechnung stellen sich im Zusammenhang mit der regionalen, technologiespezifischen und zeitlichen Berechnung des Marktwerts.

Marktwert vs Marktpreis

Unterschied und Abgrenzung

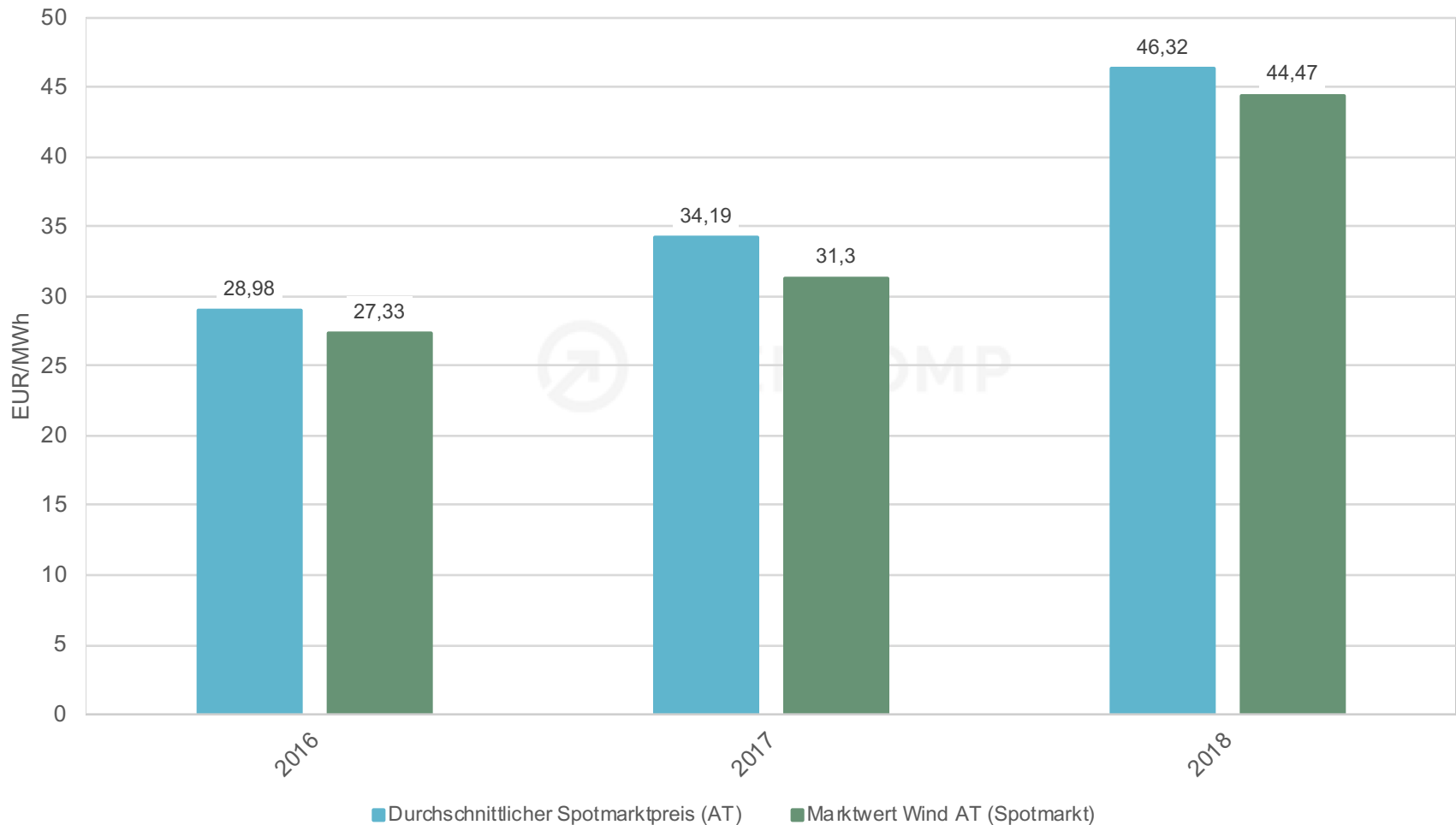


- Volatile, erneuerbare Erzeugungsanlagen – insbesondere die Windkraft - haben aufgrund des Merit Order Effekts einen preisdämpfenden Effekt auf ihre eigene Erzeugung. Ihr spezifischer Erlös liegt dadurch meist unter dem durchschnittlichen Preisniveau eines Markts.
- Das Profilirisiko für einen Erzeuger ergibt sich aus der Struktur der Erzeugung und der Struktur der Strompreise auf einem bestimmten Markt.
 - Relativer Marktwert (gegenüber Spot) von Wind in AT in 2016: 94,32% vom Baseloadpreis
 - Relativer Marktwert (gegenüber Spot) von Wind in AT in 2017: 91,56% vom Baseloadpreis
 - Relativer Marktwert (gegenüber Spot) von Wind in AT in 2018: 96,01% vom Baseloadpreis
- Der relative Marktwert von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird von folgenden Faktoren beeinflusst:
 - Veränderung der Verbrauchsstruktur von Verbrauchern
 - regulatorischen Veränderungen (zum Beispiel im Zusammenhang mit Gebotszonen oder Market Coupling)
 - der Entwicklung und Struktur des Kraftwerksparks in Summe oder
 - der Veränderung von klimatischen Bedingungen abhängt.
- Die Entwicklung des relativen Marktwerts unterliegt insbesondere unter Berücksichtigung der geplanten 20-jährigen Förderdauer einer großen Unsicherheit und ist von einem einzelnen Betreiber nicht steuerbar. Der Marktwert von Windkraft sollte daher bei der laufenden Berechnung der Höhe der Marktprämie berücksichtigt werden.

Marktpreis vs Marktwert Wind AT - Jahresbetrachtung



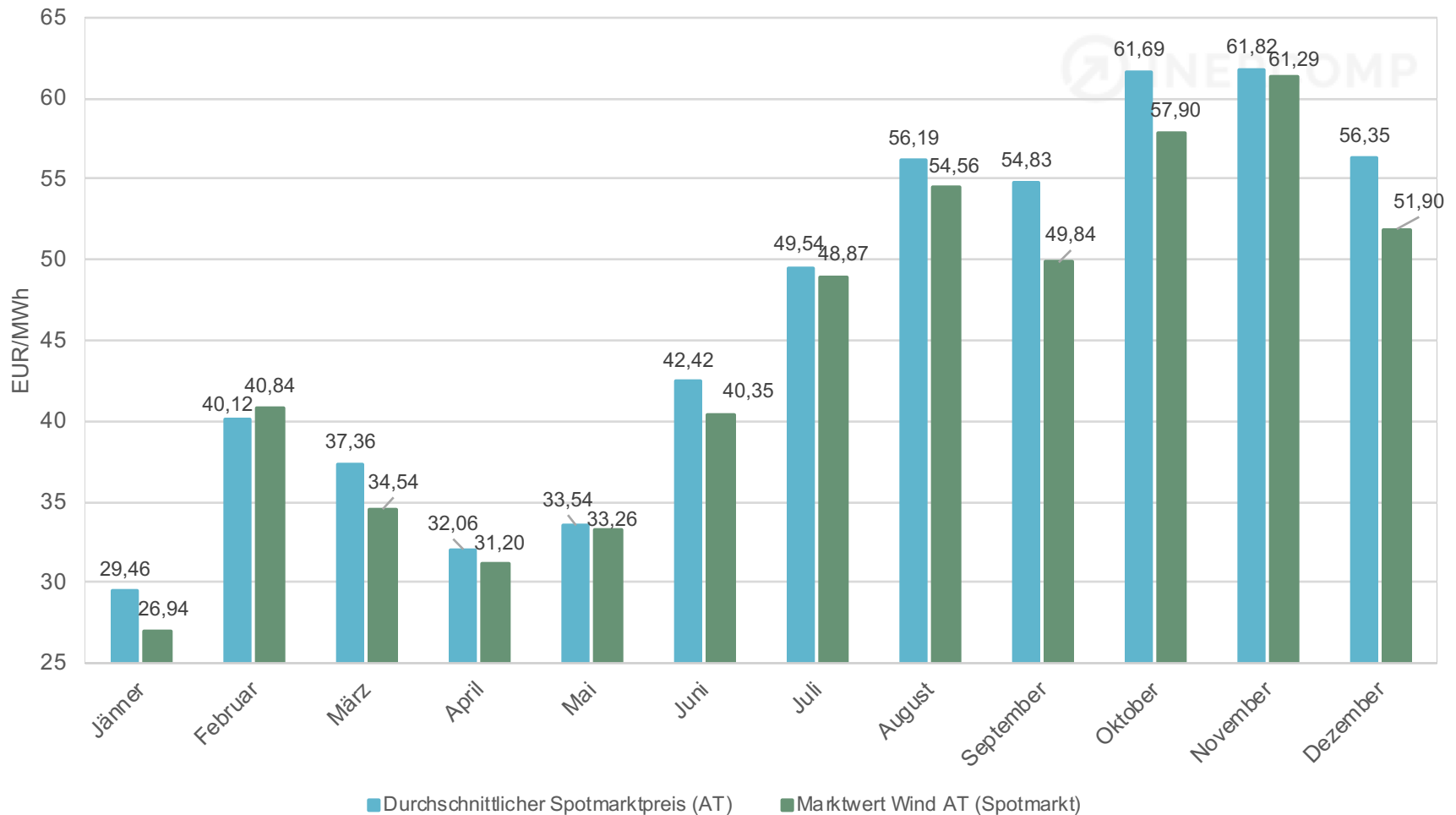
Marktwert von österreichischem Wind konstant unter Spotmarkt



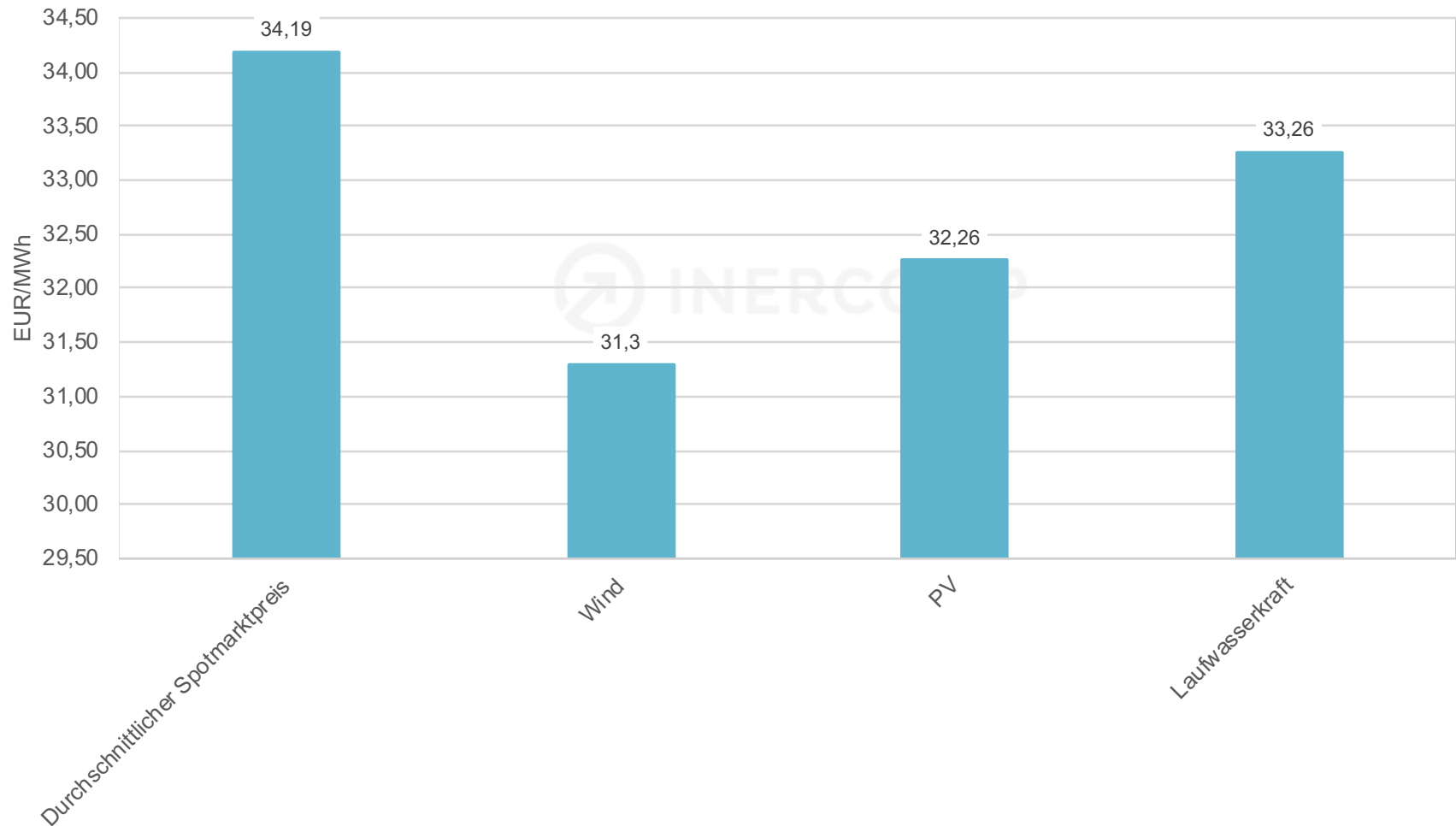
Marktpreis vs Marktwert Wind AT – Monatsbetrachtung



Marktwert auf Monatebene in 2018 ebenfalls 11 von 12 mal unter dem Spotmarkt



Vergleich von Marktpreis vs Marktwerten je Erzeugungstechnologie in AT am Beispiel 2017

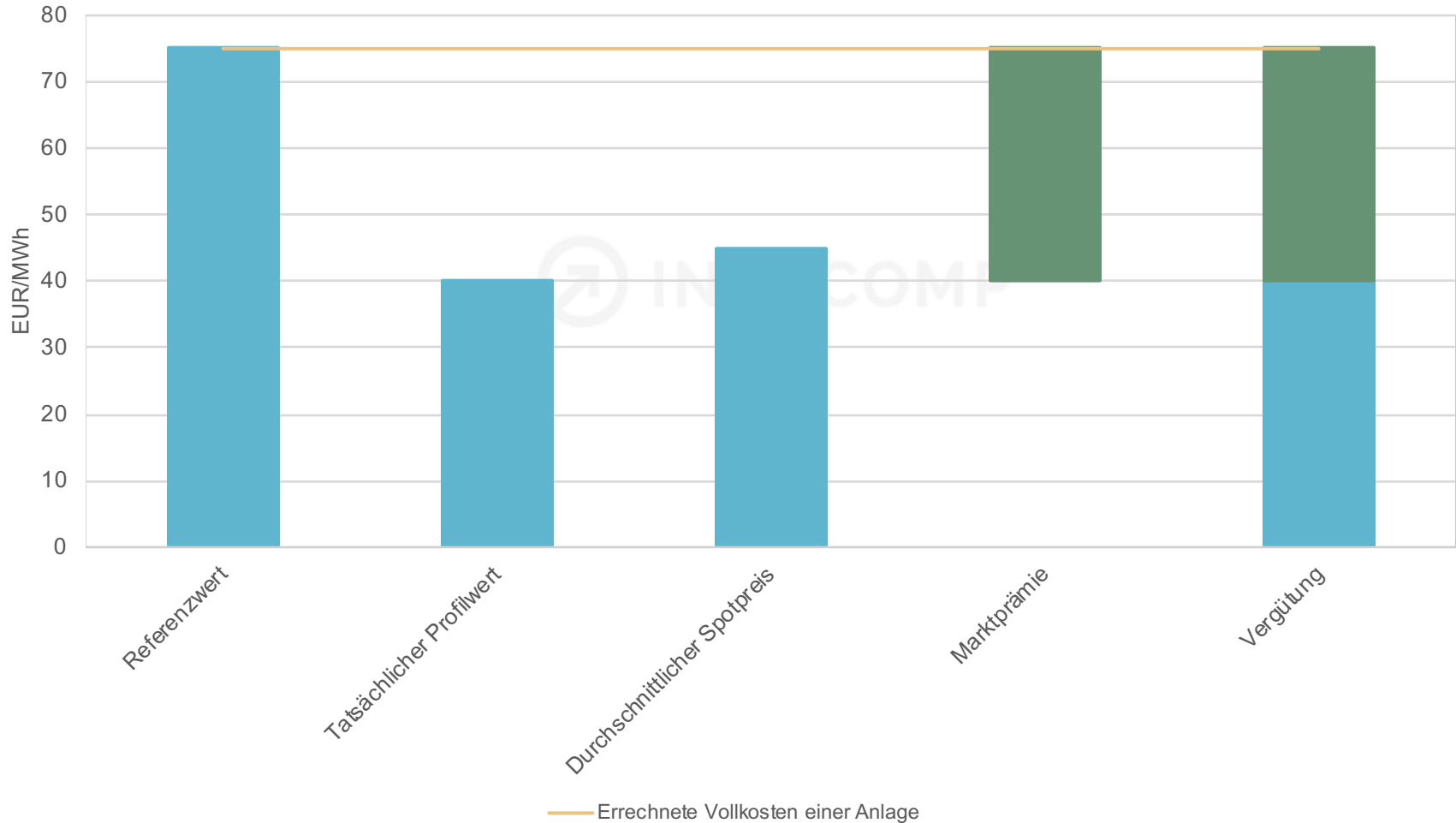


Marktpreis vs Marktwert als Basis für die Berechnung der Höhe der Marktprämie

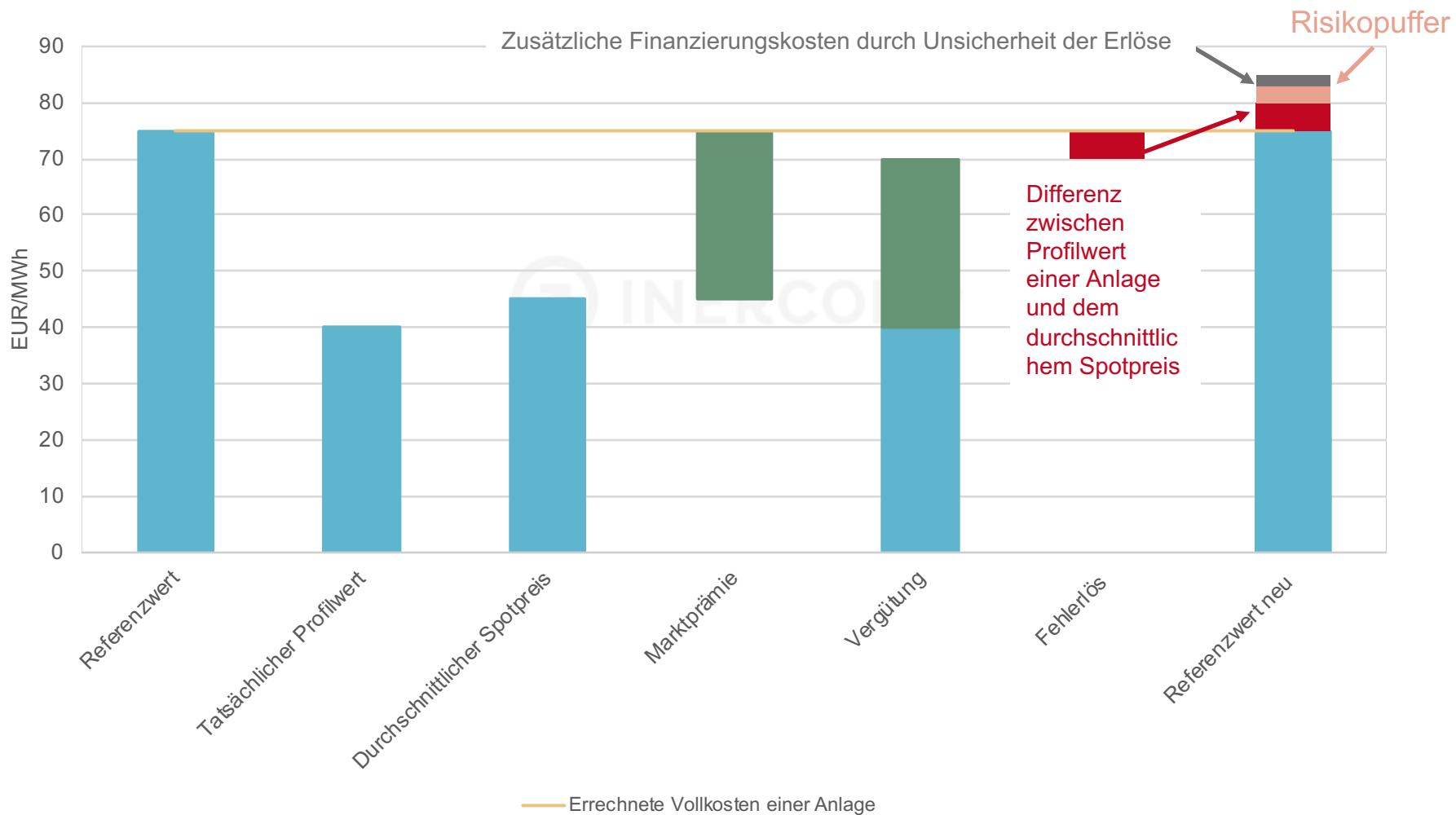


- Bei der Berechnung der Marktprämie gibt es die Möglichkeit den durchschnittlichen Marktpreis oder den technologiespezifischen Marktwert zu verwenden.
- Verwendung des Marktpreises – Eckpunkte:
 - Der Fördergeber verwendet den durchschnittlichen Marktpreis einer bestimmten Periode für die Berechnung der jeweiligen Marktprämie aller Erzeugungstechnologien – zum Beispiel den durchschnittlichen Spotpreis einer Periode
 - Nachdem der technologiespezifische Profilwert von Windkraft, aber auch von anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien, unter dem durchschnittlichen Spotpreis liegt (siehe vorherige Folie) und diese Differenz zwischen Marktwert und Marktpreis nicht entsprechend bei der Berechnung der Marktprämie berücksichtigt wird, muss diese erwartete Differenz in die Höhe des Referenzwerts einfließen, da sonst die Deckung der Vollkosten nicht gewährleistet werden kann.
 - Zusätzlich muss noch eine „Risikopuffer“ in die Höhe des Referenzwerts eingerechnet werden, da der Profilwert im Verlauf des Förderzeitraums (in der Erwartung soll dieser im neuen Gesetz bei 20 Jahren liegen) starken Veränderungen ausgesetzt sein kann.
 - Die Unsicherheit der Erlöse, welche aus der Differenz zwischen tatsächlichen Profilwert und dem berechnetem Marktwert entsteht, wird zusätzlich auch die Finanzierungskosten erhöhen, da Banken jeder Unsicherheit in den Erlösen mit einer Erhöhung des Zinssatz auf das Fremdkapital beugen.
- Ein Betreiber muss daher bei der Festlegung eines Referenzwertes folgende Werte zu den errechneten Vollkosten seiner Anlage addieren:
 - (Erwartete) Differenz zwischen Marktwert seiner Anlage und dem durchschnittlichem Spotpreis
 - Risikopuffer, um der unbekanntem Veränderung des Profilwerts gegenüber dem Spotpreis Rechnung zu tragen
 - Zusätzliche Finanzierungskosten, welche durch die Kapitalgeber aufgrund der höheren Unsicherheit der Erlöse verrechnet werden

Verwendung des „tatsächlichen“ Marktwerts für die Berechnung der Marktprämie



Verwendung des Marktpreises für die Berechnung der Marktprämie und Auswirkung auf die Höhe der Referenzwertfestlegung



Vorteil der Verwendung eines technologiespezifischen Marktwerts bei der Berechnung der Marktprämie



- „Level playing field“ für den Fall einer technologieneutralen Ausschreibung
 - Die Unterschiede in den relativen Marktwerten müssten in die Gebote einer Ausschreibung eingepreist werden.
- Reduktion der Finanzierungskosten durch die Reduktion der Unsicherheit bezüglich der spezifischen Erlöse der Anlage
 - Wie bereits zuvor erwähnt, begegnen Banken jeder Unsicherheit in den Erlösen (=Risiko) mit einer Erhöhung des Zinssatz auf das Fremdkapital.
- Vermeidung von Überrenditen oder „Stranded Costs“ bei Abweichungen des tatsächlichen Marktwerts von der Erwartung zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe
 - Aufgrund von kaufmännischer Vorsicht und der Unsicherheit der Entwicklung des Marktwerts im Verlauf der Förderdauer müssen Betreiber einen Puffer bezüglich der tatsächlichen Erwartung der Differenz zwischen Marktwert und Marktpreis einpreisen.
 - Sollte der Marktwert dann höher als erwartet sein (zum Beispiel durch eine stärkere Reaktion der Nachfrage auf billige Preise) so kommt es zu höheren Renditen als ursprünglich eingeplant.
- Reduktion der tatsächlichen Förderkosten durch Vermeidung von Puffer und Minimierung der Finanzierungskosten

An welchen Börsenpreis (an welche Produkte) sollte man die Berechnung anknüpfen?



- Nachdem es um ein Förderregime für Windparks in Österreich geht, macht nur ein österreichischer Strompreis Sinn.
- Um das Risiko von Abweichungen der erwarteten Erlöse von den tatsächlichen Vermarktungserlösen zu reduzieren, sollte die Preisreferenz an die Marktplätze gelegt werden, an denen der Wind tatsächlich vermarktet wird.
 - Winderzeugung wird grundsätzlich am Spotmarkt vermarktet, wobei die Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Erzeugung vermehrt am Intraday-Markt vermarktet werden – Ziel bei der Intraday-Vermarktung ist dabei die Reduktion des Ausgleichsenergieerisikos.
 - Der Marktwert von Windkraft ist am Intraday-Markt in den letzten 3 Jahren tendenziell niedriger als am Spotmarkt. Mit dem Ziel, die Marktwertberechnung möglichst nahe an die tatsächlichen Erlöse anzupassen, macht es Sinn, dass auch das Preisniveau des Intraday-Markts einfließt.
 - Das geschätzte Verhältnis von Fahrplanabweichungen (ID-Markt) zu den Fahrplanmengen (Spotmarkt) lag im Jahr 2018 bei 19,1% zu 80,9%. Basis für diese Schätzung war die von der APG veröffentlichte Windprognose und –erzeugung.
- Basierend auf den Begründungen oben, empfehlen wir einen Mischpreis für die Berechnung des Marktwerts, der zu 80% den Spotpreis berücksichtigt, und zu 20% den Intraday-Preis.
 - Spotmarkt: EPEX PHELIX AT oder EXAA (jeweils 12:00 Auktion, in der sich zwingendermaßen die gleichen Preise ergeben)
 - Intraday-Markt: EPEX ID-Preis für AT (Volume Weighted Average Preis pro Viertelstunde)

Regionalität der Berechnung des Marktwerts

Nur relevant bei technologiespezifischer Berechnung



- Bezüglich der Regionalität der Berechnung des Marktwerts sehen wir mehrere Optionen
 - Berechnung für ganz Österreich
 - Berechnung pro Bundesland
 - Berechnung pro Windpark
- Die Berechnung pro Windpark hat hier den risikoneutralsten Charakter, da der tatsächliche Erzeugungswert eines Windparks für die Berechnung der Marktprämie herangezogen wird, und die Betreiber somit keinem Risiko aus der Vermarktung oder dem Profil der Anlage ausgesetzt werden.
 - Der Nachteil dabei ist jedoch, dass der Anreiz für eine systemdienliche Vermarktung/Erzeugung/Errichtung reduziert wird, da sich dieser Effekt durch die Berücksichtigung des individuellen Marktwerts bei der Berechnung der Marktprämie neutralisieren würde.
- Eine Berechnung des Marktwerts für ganz Österreich erhöht auf der anderen Seite den Anreiz Windparks in Gegenden zu errichten, in denen bisher weniger Windparks errichtet wurden (weniger Korrelation mit der gesamten Winderzeugung Österreich), und auch den Anreiz, die Erzeugung an die Anforderungen des Markts anzupassen.
 - Ein Windpark im Waldviertel hat weniger Korrelation mit der Erzeugung im Weinviertel bzw. im Burgenland und somit einen höheren Marktwert.
 - Gleichzeitig bevorzugt diese Berechnung Schwachwindanlagen, welche eine stetigere Erzeugung haben, gegenüber Starkwindanlagen, da der Marktwert von Schwachwindanlagen über dem Schnitt der österreichischen Winderzeugung liegt.
 - Gleichzeitig würde diese Berechnung einen Anreiz bieten, die Vermarktung stärker zu optimieren und an die Anforderungen des Markts anzupassen (z.B.: Die Abschaltung von Windparks in Stunden mit stark negativen Preisen)
- Die Berechnung pro Bundesland stellt einen Kompromiss der oben genannten Varianten dar.
- Aus unserer Sicht ist die Berechnung für ganz Österreich sinnvoll, da diese Berechnung die Optimierung des gesamten Stromsystems fördert.



- Solange die Marktwertberechnung für Windkraft technologiespezifisch erfolgt, ist die Berechnung auf Stunden-/Monats-/Jahresebene aus einer quantitativen Sicht neutral:
 - Da die Gewichte zur Bestimmung des Marktwertes durch die gesamte Winderzeugung in Österreich festgelegt sind, ergibt sich für Österreichs Gesamtwinderzeugung der gleiche Erlös unabhängig davon ob die Berechnung auf Stunden-/Monats- oder Jahresebene erfolgt. Für einzelne Windparks kann es natürlich zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen.
- Von einem administrativen Standpunkt ist die monatliche Berechnung zu bevorzugen, da auch die Auszahlung der Marktprämie auf Monatsbasis erfolgt.
 - Bei einer jährliche Abrechnung wäre die tatsächliche Höhe der Marktprämie nach Ablauf eines Jahres bekannt, daher wäre unterjährig eine Art Akontozahlung mit finaler Abrechnung notwendig.
- Wir empfehlen daher, dass die Berechnung des Marktwerts (als Basis für die Berechnung der Höhe der Marktprämie) immer für den selben Zeitraum durchgeführt wird, für den die Marktprämie ausbezahlt wird.

Gibt es noch andere Faktoren, die zu berücksichtigen wären (z.B. wie die Grenzkapazitäten beim Prämiensystem in Slowenien) oder ist dies nicht sinnvoll?



- Grundsätzlich sollten alle Effekte berücksichtigt werden, die einen Einfluss auf die Vermarktungsergebnisse eines Windparks haben.
- Der Effekt von den jeweils verfügbaren Grenzkapazitäten zu den benachbarten Strommärkten ist in den Spotmarktpreisen von gekoppelten Märkten bereits abgebildet, die sie maßgeblich die Preiskonvergenz von Märkten beeinflussen.
 - Beispiel: Sind nur sehr wenig Grenzkapazitäten zwischen Deutschland und Österreich vorhanden, so wird im Regelfall der österreichische Spotmarkt deutlich teurer als Deutschland. Sind unbegrenzt Grenzkapazität zur Verfügung, dann haben beide Spotmärkte das gleiche Preisniveau.
- Eine Berücksichtigung der Grenzkapazitäten macht aus unserer Sicht daher keinen Sinn, da dieser Effekt dann doppelt „verrechnet“ werden würde.
- Grenzkapazitäten wären für die Berechnung des Marktwerts von Wind in Österreich nur dann relevant, wenn die Preisquelle für die Berechnung des Marktwerts oder der Marktprämie außerhalb von Österreich liegt. Die Verwendung von Marktpreisen für einen anderen Markt als Österreich ist aus unserer Sicht jedoch nicht sinnvoll, da die Vermarktung von österreichischem Wind nur an österreichischen Märkten geschehen kann.

Welche Stelle sollte mit der Erhebung bzw. Festlegung des Marktwertes betraut werden?



- Die Berechnung ist grundsätzlich nicht sehr komplex und kann daher von allen unabhängigen Akteuren mit Zugang zu den relevanten Erzeugungs- und Preisdaten durchgeführt werden.
- Für die Glaubwürdigkeit der Ergebnisse ist es von Vorteil, wenn die berechnende Stelle selber kein Marktteilnehmer ist, daher bieten sich aus unserer Sicht drei mögliche Stellen für die Berechnung an:
 - APG
 - OeMAG
 - E-Control
- Aus unserer Sicht eignet sich die E-Control für die Berechnung am besten, da sie bereits jetzt mehrere Berechnungen oder Festlegungen zum Thema Windkraftvermarktung (z.B.: Ausgleichsenergieverrechnung der OeMAG) durchführt.

In anderen Ländern wurden bei Einführung von Prämiensystemen eine „Management-Prämie“ zusätzlich eingeführt um den Aufbau der Direktvermarktung zu unterstützen. Ist dies notwendig bzw. sinnvoll und in welcher Höhe?



- Eine Managementprämie wurde in Deutschland eingeführt um einen Anreiz für den Wechsel von fixen Einspeisetarifen auf eine Marktprämienmodell mit Direktvermarktung zu erreichen. Die Managementprämie soll dabei die zusätzliche Kosten, welche aus der Direktvermarktung entstehen, abdecken.
- Begründung und Erklärung der Managementprämie aus dem EEG 2012:
 - „Die Managementprämie dient insbesondere dem Ausgleich der Kosten, die im Zusammenhang mit der Direktvermarktung von EEG-Strom aus den Prognoseabweichungen bei Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie sowie aus der Handelsteilnahme (insbesondere Kosten für Börsenzulassung, Handelsanbindung, IT-Infrastruktur) resultieren.“
- Wir erachten es für sinnvoll, dass bestehenden Einspeisetarifverträgen eine optionale Möglichkeit für den Wechsel in ein Marktprämienmodell geboten wird, da es systemdienlich ist, wenn die OeMAG kein großes Klumpenrisiko mehr trägt, und die Vermarktung auf mehrere unterschiedliche Akteure verteilt wird.
- Die Höhe der Managementprämie hängt wieder von der Berechnung des Marktwerts als Basis für die Berechnung der Höhe der Marktprämie ab, da die Berechnung über das Vermarktungsrisiko entscheidet.
- Bei einer österreichweiten, windspezifischen Berechnung des Marktwerts sollte die Managementprämie zwischen 0,2 und 0,8 EUR/MWh liegen, da dies ausreichen sollte, um einen Anreiz zur Drittvermarktung zu bieten. Sinnvoll wäre hier zusätzlich eine Staffelung nach der Größe von Windparks, da die spezifischen Vermarktungskosten bei kleinen Windparks höher sind.

Kann mit Simulationsrechnungen eine Abschätzung für die Zukunft erfolgen?



- Hier stellt sich die Frage, welche Abschätzung die Simulationsrechnung ergeben soll:
 - Die Frage nach Entwicklung des (relativen) Marktwerts?
 - Die Frage nach dem allgemeinen Preisniveau?
- Eine Simulation des relativen Marktwerts erscheint uns fragwürdig, da hier zu viele Einflussfaktoren eine Rolle spielen, bei denen die Entwicklung schwer oder kaum abzuschätzen ist:
 - Korrelation von Winderzeugung mit Nachfrage,
 - Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten und
 - allgemeine Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten
- Wenn bei einem Marktprämiensystem der technologiespezifische Marktwert von der Windkraft berücksichtigt wird, ist diese Abschätzung für einen geförderten Windpark nicht relevant, da Veränderung des Marktwerts in die Berechnung der Höhe der Marktprämie einfließt, und somit die absolute Vergütung des Windparkbetreibers somit nicht berührt.
- Bezüglich der Entwicklung des Marktwerts bei steigendem Anteil von Winderzeugung in einem Stromsystem bietet sich der Blick nach Deutschland an.
 - Anteil Windstrom 2018 DE: 20,4% - Marktwert Windstrom (Onshore): 86%
 - Anteil Windstrom 2018 AT: 12,3% - Marktwert Windstrom (Onshore): 96%
- Eine Simulation/Prognose des allgemeinen Strompreisniveaus ist mit einem Fundamentalmodell möglich, jedoch ist das Ergebnis hauptsächlich von der Annahme bezüglich der Preisentwicklung von Kohle, Gas und abhängig.

Wie hoch ist die Bedeutung von Veränderungen der Regel- und Ausgleichsenergiemärkte für die zukünftige Erlössituation von Windkraftbetreibern in einem System mit Direktvermarktung?



- Die Bedeutung der Veränderungen von Ausgleichsenergiemärkten ist sehr hoch, da bei Windkraftanlagen die spezifischen Ausgleichsenergiekosten im Vergleich zu allen anderen Erzeugungstechnologien am Höchsten sind. Da die Regelenergiekosten durch Ausgleichsenergie gewälzt werden, betreffen Änderungen am Regelenergiemarkt Windkraftbetreiber auch indirekt.
- Veränderungen, die es Windkraftbetreiber erleichtern, am Regelenergiemarkt teilzunehmen (z.B. 4 Stunden-Zeitscheiben statt Wochenausreibungen) könnten Erlösmöglichkeiten bringen, welche bei der Berechnung des Marktwerts keinen Einfluss haben, und daher als echte Zusatzerlöse anzusehen wären.
- Die Vermeidung von negativen Preisen wäre gleichzeitig im Sinn aller Beteiligten eine Konsequenz.

Änderung des AE-Regimes seit 2019

Wesentliche Änderungen bei der Kostenwälzung



	Bisher	Übergangsmo­dell ab 2019
Primärregel­leistung	Erzeuger > 5 MW (direkt)	Erzeuger > 5 MW (direkt)
Sekundärregel­leistung	Erzeuger > 5 MW (Systemdienstleistungs­entgelt)	Erzeuger > 5 MW (Systemdienstleistungs­entgelt)
Ausfallreserve­leistung*	Erzeuger > 5 MW (Systemdienstleistungs­entgelt)	Erzeuger > 5 MW (Systemdienstleistungs­entgelt)
Tertiärregel­leistung	Erzeuger > 5 MW (Systemdienstleistungs­entgelt)	Bilanzgruppen (ZAM)
Sekundärregel­energie	<ul style="list-style-type: none">• 78% => Erzeuger >5MW (SDL)• 22% => Bilanzgruppen (AE)	Bilanzgruppen (AE-Verrechnung)
Ausfallsreserve­energie*	<ul style="list-style-type: none">• 78% => Erzeuger >5MW (SDL)• 22% => Bilanzgruppen (AE)	Bilanzgruppen (AE-Verrechnung)
Tertiärregel­energie	Bilanzgruppen (AE-Verrechnung)	Bilanzgruppen (AE-Verrechnung)

- Systemdienstleistungs­entgelt (=SDL) sind stark gesunken (von 0,98 EUR/MWh auf 0,1 EUR/MWh)
- Einführung „Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus“ (ZAM): wird an Verbraucher + Erzeuger verrechnet (je MWh)
- Regelenergieabrufe werden ab 2019 zu 100% durch Ausgleichsenergie getragen

* Positive Tertiärregelung

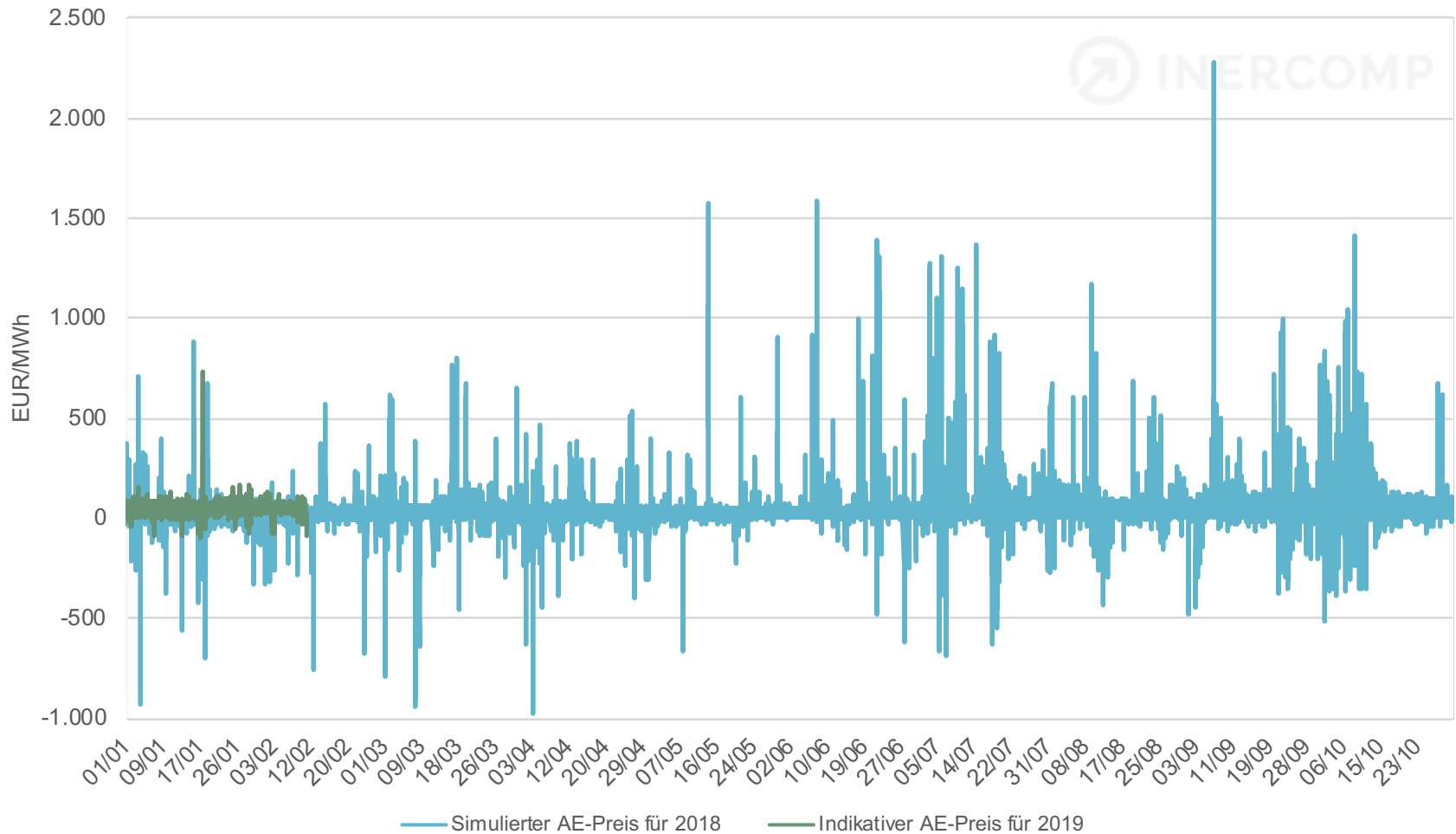
Erste Bewertung der Veränderungen seit Anfang 2019



- Die Auswirkungen der aktuellen Veränderung (Umstellung der AE-Preis Berechnung mit Beginn 2019) sind noch nicht vollständig abschätzbar. Mehr Aussage ist in einigen Monaten möglich, wenn Auswirkung der die Datenreihe und länger und einige extremere Ereignisse passiert sind.
- Nach dem Jänner und Februar sieht es so aus, dass der Anstieg der AE-Kosten weniger stark ausfällt, als die Simulation über die letzten Jahre befürchten ließ (siehe Folie 19-21).
- Grund für die aktuell gemäßigten AE-Preise, sind die moderaten Regelenergiepreise (siehe Folie 22). Es besteht natürlich die Gefahr, dass sich das Gebotsverhalten der Regelenergiemarktteilnehmer ändert und dadurch wieder extremere AE-Preise entstehen.
- Einflussfaktoren für die AE-Kosten einer Erzeugungsanlage:
 - Prognosequalität der Erzeugung
 - Einsatz und Qualität des Intradayhandels
 - Korrelation der Prognosefehler mit der Abweichung der Regelzone APG
 - Allgemeines Preisniveau von Regelenergie (welches wiederum stark von der Hydrologie abhängt)
 - Regulatorische Änderungen der Berechnung der AE-Preise

AE-Preismodell 2019

Vergleich Simulation 2018 mit IST-Daten 2019

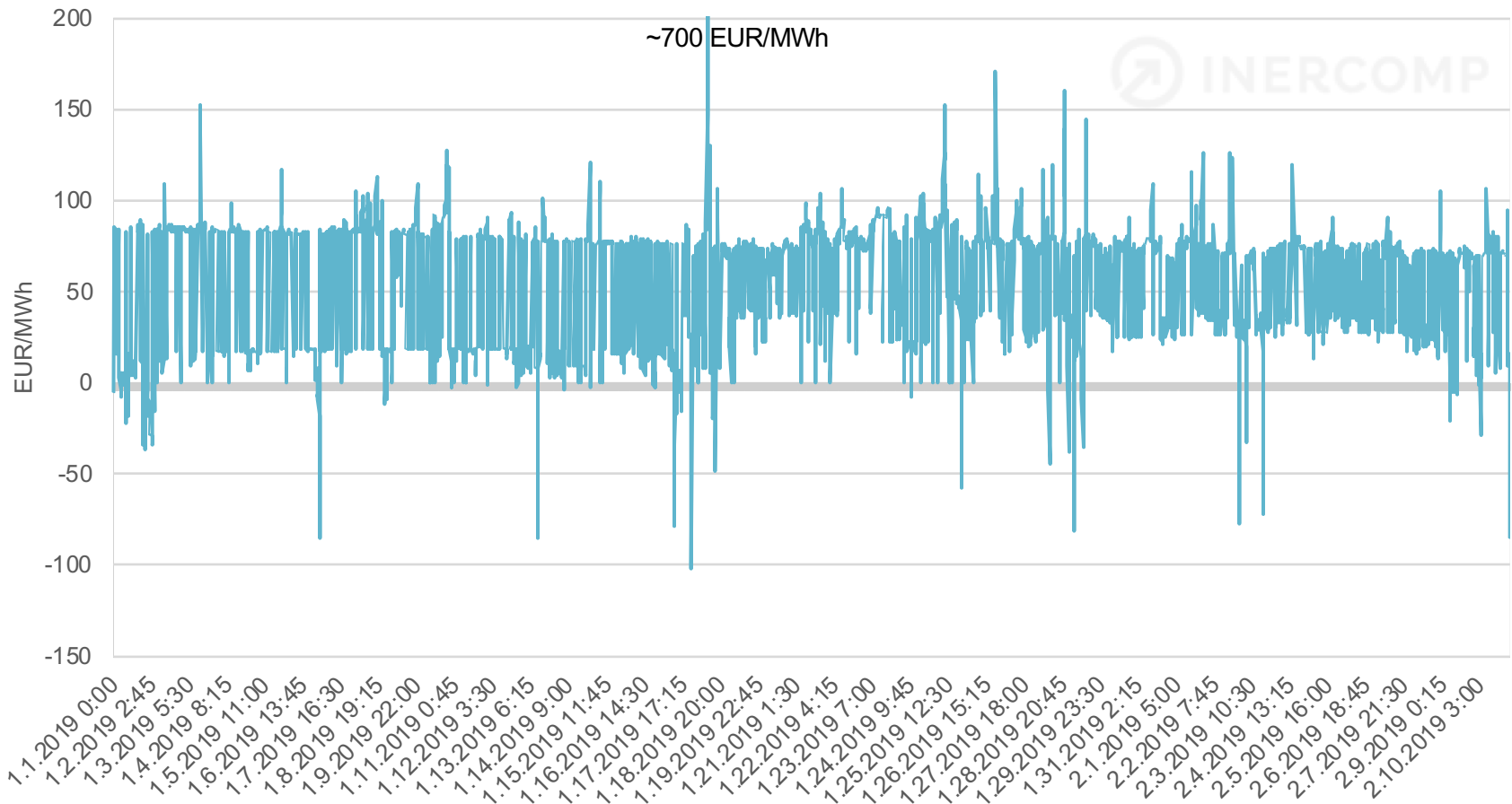


AE-Preismodell 2019

Indikative Preise für 2019



Indikativer AE Preis [EUR/MWh]



AE-Kosten für Winderzeugung bei 2019 Modell

Daten basieren auf APG-Daten



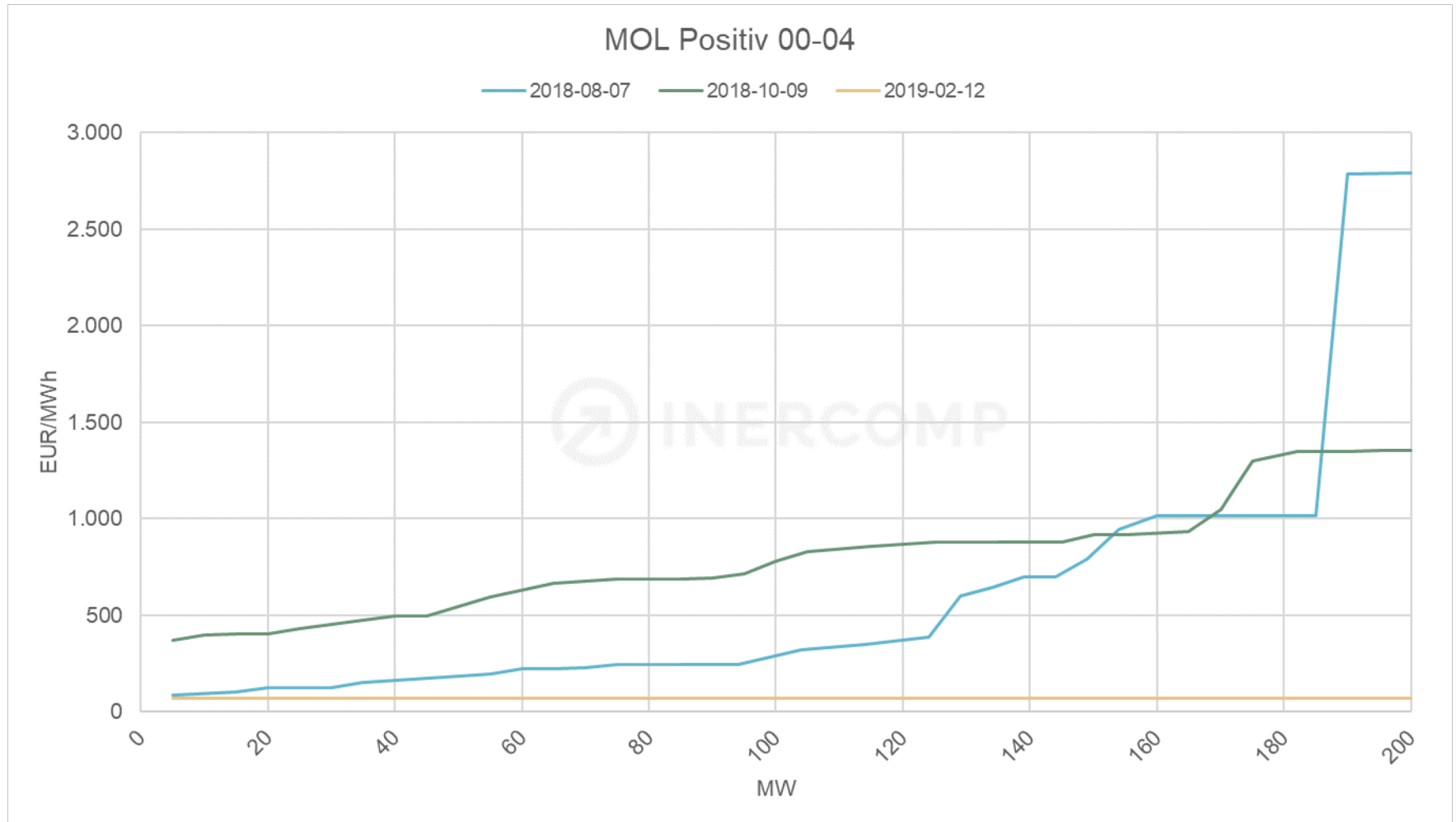
- Annahmen:
 - Day-Ahead Windfehler aus APG-Erzeugungsdaten für Gesamt-AT
 - Kein Intradayhandel
 - Kein Abregeln

- Spezifische AE-Kosten Simulierte Preise 1.1.18 – 31.10.18:
 - 9,50 EUR/MWh

- Spezifische AE-Kosten Indikative Preise 1.1.19 – 11.2.19:
 - 2,35 EUR/MWh

Sekundärregelenergie Arbeitspreise

Beispiele Merit-Order-List





- Im Hinblick auf das primäre Ziel von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien (Realisierung des Ausbaus zu kostengünstigen Finanzierungsbedingungen für Investitionen) und der Vermeidung von Finanzierungslücken bzw. Überrenditen erachten wir eine technologiespezifische Berechnung des Marktwerts als zielführend.
- Um den Anreiz für eine systemdienliche Errichtung bzw. Vermarktung zu erhöhen, eignet sich eine österreichweite Berechnung pro Technologie.
- Zwecks der administrativen Vereinfachung bei der Auszahlung der Marktprämie empfehlen wir eine monatliche Berechnung des Marktwerts.
- Um auch alten Anlagen, welche sich aktuell noch im fixen Einspeisetarifsystem befinden, einen Anreiz für die Direktvermarktung zu bieten, sollte eine optionale Managementprämie eingeführt werden. Diese Managementprämie dient in erster Linie der Deckung der Kosten, welche im Zusammenhang mit der Direktvermarktung entstehen, abzugelten.
- Die Entwicklung der Ausgleichs- und Regelenergiemärkte werden auch weiterhin einen großen Einfluss auf die Gesamterlöse von Windkraftanlagen haben, jedoch sollte deren Veränderung nicht in die Berechnung der Marktprämie einfließen, da das Ziel der Direktvermarktung insbesondere der Verringerung der Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Erzeugung ist. Würde die Veränderung bei der Berechnung der Marktprämie berücksichtigt, so würde dieser Anreiz reduziert werden.

Danke für Ihr Vertrauen und für die Diskussion.



Felix Diwok
Dipl.-Ing.
Portfoliomanager
& Managing Partner

Inercomp GmbH
Gersthofer Strasse 29-31
1180 Vienna, Austria
www.inercomp.com
felix.diwok@inercomp.com
Mobile: +43 676 940 15 17
Office: +43 1 470 23 22
Office VoIP: +43 720 9000 18



Christoph Zehetner
Dipl.-Ing., Mag.
Portfoliomanager & Analyst

Inercomp GmbH
Gersthofer Strasse 29-31
1180 Vienna, Austria
www.inercomp.com
christoph.zehetner@inercomp.com
Mobile: +43 650 644 55 65
Office: +43 1 470 23 22
Office VoIP: +43 720 9000 18



Optimization



Team



Industry



Power Producers



Renewables



Assessment



Research



Contact



Career



About us



Our Markets



References



Market Prices



Slovenia



Converter

www.inercomp.com

Disclaimer: Dieses Dokument ist ausschließlich zu Informationszwecken erstellt und basiert überwiegend auf Daten der letzten Woche. Die Aussagen sind keinerlei Empfehlungen oder Angebote für Handelsgeschäfte. Die Richtigkeit der Zahlen und Aussagen kann leider auch nicht garantiert werden. Handlungen, die auf Aussagen oder Daten dieses Dokuments vorgenommen werden, passieren ausschließlich auf Verantwortung und Risiko dessen, der sie vornimmt. Diese Präsentation enthält vertrauliche und/oder rechtlich geschützte Informationen und darf nicht an Dritte weitergegeben werden. Das unerlaubte Kopieren - auch auszugsweise - sowie die unbefugte Weitergabe dieser Information ist nicht gestattet.